

煤矿区煤层气开发利用制约因素与发展建议

吴立新^{1 2 3 4} 赵路正^{1 2 3 4}

(1. 煤炭科学研究总院 北京煤化工研究分院 北京 100013; 2. 煤炭科学技术研究院有限公司 煤化工分院 北京 100013;
3. 煤炭资源高效开采与洁净利用国家重点实验室 北京 100013; 4. 国家能源煤炭高效利用与节能减排技术装备重点实验室 北京 100013)

摘要: 煤矿区煤层气开发利用是指结合煤炭生产布局而开展的一系列煤层气开发利用活动。煤炭行业占煤层气地面产气量的半壁江山,但地面产气量离《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》目标较远;井下抽采量有望达到目标,但利用率需实现突破。分析了煤矿区煤层气开发利用中面临的地质条件复杂、矿权之争、经济效益差、行业标准需跟进等方面制约因素,提出应协调好各方利益关系、实行两条腿走路、提高补贴力度、缩短审批周期、加快标准制定和加大科技投入等发展建议。

关键词: 煤矿区煤层气; 瓦斯抽采; 井下抽采; 地质因素; 体制机制因素; 经济因素; 政策因素
中图分类号: TD845 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-6772(2014)05-0024-04

Restrictive factors and development suggestions of coalbed methane extraction and utilization

WU Lixin^{1 2 3 4} ZHAO Luzheng^{1 2 3 4}

(1. Beijing Research Institute of Coal Chemistry, China Coal Research Institute, Beijing 100013, China;
2. Beijing Research Institute of Coal Chemistry, Coal Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Beijing 100013, China;
3. State Key Laboratory of Coal Mining and Clean Utilization (China Coal Research Institute), Beijing 100013; 4. National Energy Technology and Equipment Laboratory of Coal Utilization and Emission Control (China Coal Research Institute), Beijing 100013, China)

Abstract: Coalbed methane extraction and utilization is the activity tightly around coal production. The coal industry provides half of the total output of surface coalbed methane. According to the development goal proposed by the Twelfth Five-year Plan, it's difficult for surface coalbed methane extraction to achieve the target while the underground coalbed methane extraction may realize the goal, but its utilization efficiency is low. Analyze the restrictive factors involving complicated geological conditions, mining rights dispute, poor economic benefits, lack of standards and so on. Provide a series of suggestions such as coordinating the relationship among the interests of all parties, increasing subsidies, accelerating the development of standards and increasing the investment in science and technology and the like.

Key words: coalbed methane; gas drainage; coalbed methane extraction; geological factor; institutional factor; economic factor; policy factor

0 引 言

煤矿区煤层气开发利用是指结合煤炭生产布局而开展的一系列煤层气开发利用活动,是煤层气开发利用的重要方式,包括地面预抽、井下预抽、采煤过程中抽和采煤后抽^[1]。与页岩气、天然气水合物等其他非常规天然气相比,煤矿区煤层

气是中国目前最具有现实开发条件的非常规天然气资源^[2]。在低碳经济热潮席卷全球背景下,温室减排压力直指中国。煤矿区煤层气的开发利用,不仅可以增加中国清洁能源供给,解决煤矿安全生产问题,而且在减少温室气体排放、改善大气环境方面具有重要意义。

《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规

收稿日期: 2014-05-23; 责任编辑: 孙淑君 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.2014.05.006

基金项目: 国家科技重大专项资助项目(2011ZX05040-001; 2011ZX05040-005)

作者简介: 吴立新(1967—),女,河北唐山人,研究员,现任煤炭科学技术研究院有限公司煤化工分院洁净煤研究所所长,主要从事洁净煤技术和能源领域软科学研究等工作。E-mail: wu@cct.org.cn

引用格式: 吴立新,赵路正. 煤矿区煤层气开发利用制约因素与发展建议[J]. 洁净煤技术, 2014, 20(5): 24-27, 52.

WU Lixin, ZHAO Luzheng. Restrictive factors and development suggestions of coalbed methane extraction and utilization[J]. Clean Coal Technology, 2014, 20(5): 24-27, 52.

划》提出发展目标“到2015年,煤层气(煤矿瓦斯)产量达到300亿 m^3 ,其中地面开发160亿 m^3 ,基本全部利用,煤矿瓦斯抽采140亿 m^3 ,利用率60%以上;瓦斯发电装机容量超过285万kW,民用超过320万户^[3]。”在现有技术和政策条件下,地面煤层气开发量离规划目标较远,煤矿区煤层气井下抽采量有望达到目标,但利用率需进一步提高。

1 煤矿区煤层气开发利用发展与现状

1.1 煤炭企业地面煤层气产量占比大,利用率高

中国煤矿区煤层气地面开发进程大体经历了早期探索(1970—1989年)、起步试验(1990—1996年)、井组抽采试验和局部商业化抽采利用(1997年至今)3个阶段。2005年煤层气地面开发量实现零突破,并逐年增长^[4-5],如图1所示。2013年中国煤层气地面产量30亿 m^3 ,除去中石油、中联煤、中石化、格瑞克、联合国开发署等企业,煤炭企业煤层气地面产量占总产量的比例近60%。可见,煤炭行业已占据中国煤层气地面产气量的半壁江山。

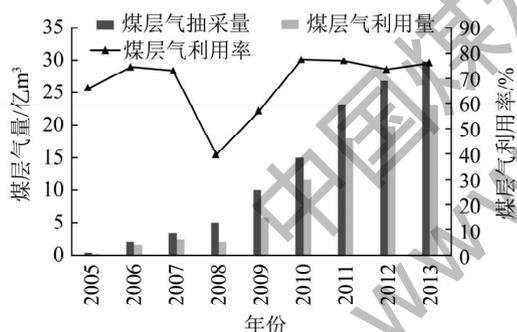


图1 2000—2013年煤层气地面开发抽采量和利用量

采用地面开发技术抽采的煤层气因甲烷浓度高(甲烷体积分数一般在90%以上),可作为天然气的替代品直接与天然气混输混用,通过液化天然气LNG撬车、CNG罐车或管道运输等方式实现商业化利用。2013年,地面开发煤层气利用率76.7%。相对于井下抽采的煤层气利用来讲,地面开发煤层气浓度较高,便于利用,利用量未达到100%利用的原因在于从煤层气抽采到利用经过的环节较多,设备多,工序多,煤层气损耗率大。结合现场来看,地面煤层气主要损耗环节为井口防喷器漏失、排水口漏失、气水分离器排污损失以及增压站、压缩站、中心站损耗等。

1.2 煤矿区煤层气井下抽采和利用率逐年增长

中国煤矿区煤层气井下抽采始于20世纪50年代初,大致经历了4个发展阶段:高透气性煤层煤层气预抽、邻近层卸压煤层气抽采、低透气性煤层强化抽采煤层气、高产高效矿井(工作面)综合抽采煤层气^[6]。2000—2013年煤层气井下抽采量由8.6亿 m^3 增长到126亿 m^3 ,年均增长率22.94%,如图2所示。

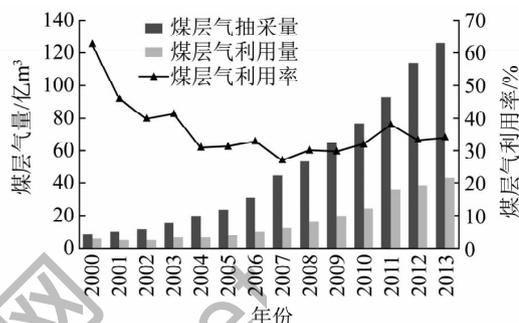


图2 2000—2013年煤层气井下抽采量和利用量

中国在1952年开始利用井下抽采煤层气,起步较早。主要利用途径有民用燃料、工业用燃料、发电、汽车燃料等,其中民用和发电利用量约占总利用量的90%。从图2看出,井下抽采煤层气利用量处于增长状态,但进展缓慢,利用率偏低。2013年井下抽采煤层气利用率为34.1%。大量的井下抽采煤层气未得到有效利用,原因有多方面:一是抽采的煤层气浓度低,且浓度波动大,难以集输和实现规模化利用;二是煤层气利用工程投资大,建设成本高,收益低,制约了利用项目实施;三是低浓度煤层气移动式浓缩提纯技术未工业化应用,大多数煤矿区远离城镇居民区,限制了利用。

1.3 煤矿区煤层气抽采技术持续发展

煤矿区煤层气抽采技术正逐渐形成地面井下相结合立体抽采、地面预抽、采动区抽采、井下各种抽采技术综合应用的技术体系,形成了一大批关键技术和装备。小曲率梳状钻孔钻进、随钻测量定向钻进等井下抽采技术和地面垂直井、丛式井、羽状水平井、L形井等地面抽采技术不断发展,特别是在地质条件复杂地区取得地面开发技术突破,丰富和发展了中国煤层气勘探开发理论。

1) 低煤阶低气含量煤层的地面抽采工业试验成功。试验区位于黄陵侏罗纪煤田铜川矿业焦坪矿区下石节煤矿,煤层气井自2008年12月至2011年6月,稳产纪录为900 m^3/d 。自2011年7月,试验区进行井组开发试验。焦坪矿区及类似矿区属于低

煤阶、低含气量煤层,由于厚度大、渗透率高,同样具有地面工业性开发潜力。

2) 碎软低渗煤层的地面抽采技术进行探索与推广。试验区位于淮北矿区芦岭煤矿,为石炭二叠纪煤层,属于典型构造煤,高瓦斯煤层。施工5口井,单井月最高产气 3351 m^3 ,井组单井日均产气 800 m^3 以上。当前正在安徽、河南等地进一步探索与推广。

1.4 煤矿区煤层气利用技术不断进步

从利用技术发展趋势看,不同浓度煤层气均可实现利用^[7]。煤层气作为民用燃料、发电、工业燃料、汽车燃料、浓缩富集、液化和化工原料等技术不断取得进步,特别是在低浓度和极低浓度煤层气利用方面,技术有所突破。

1) 不同浓度煤层气发电技术逐渐成熟。煤层气发电在煤层气利用途径中比例最高,用气量占煤层气利用总量的50%以上。煤层气发电装机规模逐年上升,技术研发和装备水平不断提高。“十一五”末,国家电网公司经营区域内的山西、辽宁、安徽等10个省(区、市)煤层气发电装机约600台,总装机容量约50万kW;全国煤层气发电机组已超过1200台,总装机容量75万kW以上。2013年全国煤层气发电总装机容量达110万kW。

2) 低浓度煤层气提浓制CNG/LNG工艺流程已成熟。煤层气提浓技术采用变压吸附浓缩,可实现一级浓缩后甲烷体积分数提高30%,可将甲烷体积分数从20%左右提高到50%左右,三级浓缩后可至90%以上,进一步加工成CNG、LNG等。“十一五”期间,低浓度煤层气提浓实验室工艺流程已成熟,“十二五”期间正在工艺优化、工程放大、系统节能及长周期稳定运行等方面攻关。该技术成功推广的关键在于经济成本的降低和有一定的运行规模,可实现撬装式移动利用。

3) 乏风中的甲烷氧化利用技术取得突破。目前在中国建成的乏风中的甲烷氧化利用项目主要采用热逆流式反应器技术,因昂贵的催化剂限制了催化逆流式反应器技术的使用。国内已成功研发出乏风氧化装置,单台处理能力为 $6\text{万 m}^3/\text{h}$ 或 $10\text{万 m}^3/\text{h}$,可使用乏风做气源,也可将浓度较低的抽排煤层气兑入乏风中一并氧化利用^[8-9]。乏风利用的收益主要来自于热能利用和碳减排收益,除非引入清洁发展机制(CDM)机制,否则项目难以实现经济盈利。截

至2014年5月,在EB注册成功的煤矿区煤层气回收利用项目有83个,其中乏风利用项目12个,占14%,项目第一期经核准的乏风项目碳减排量为 $346.8\text{万 tCO}_2\text{e/a}$ ^[10-11]。

2 煤矿区煤层气开发利用制约因素

2.1 地质条件复杂导致抽采难度大

中国煤层气赋存地质条件复杂,成煤时代多,煤储层特征差异大,具有特殊性,难以照搬美国等发达国家大规模地面开发煤层气的商业化模式^[12-13]。适合地面抽采的构造煤不发育的硬煤层很少,不足30%;许多煤层的煤体结构破坏严重,大量构造煤发育使得储层改造这一影响煤层气地面井产能的激励过程难以实现,渗透率低也制约着煤层气的勘探开发。中国煤层气地质条件的特殊性,决定了中国的煤层气开发必须走煤层气与煤炭一体化协调开发的道路,采取煤层气地面开发和井下抽采相结合,地面预抽、采动区抽采和井下抽采多种方式开发,实现采煤与采气紧密结合。

2.2 煤气矿权分置重叠

煤层气气权属于国家一级审批,煤炭矿权属于省级二级审批,易造成两权重叠。非煤企业占用煤层气气权不及时开发,制约着煤炭开发规划和煤层气的抽采利用;煤层气与煤炭资源开发脱节,不利于推进采煤采气一体化进程。例如山西焦煤集团,共有37项矿权,涉及井田面积 2535 km^2 ,与气权重叠面积 1559 km^2 ,重叠面积达到61.5%,影响对煤炭和煤层气开发的整体规模化布局,仅从安全治理矿井瓦斯目的来抽采利用煤层气,严重制约煤矿区煤层气规模化、商业化、产业化发展。

2.3 经济效益差

煤矿区煤层气开发利用具有前期投资大、投资回收期长、投资风险高等特点,在煤层气产业初期,若没有国家大力投入,难以改变项目经济效益差的困境。以煤矿区煤层气发电项目为例,根据建立的评价模型计算结果,在不考虑国家发电补贴 0.25元/kWh 扶持和CDM机制碳交易的情况下,井下抽采煤层气发电内部收益率(IRR)为 -10% ,远低于基准收益率 12% ,处于亏损状态,难以满足企业盈利需求。考虑现有国家发电补贴和碳减排收益,中高浓度煤层气发电勉强保本,但低浓度和极低浓度煤层气发电仍处于亏损状态。

2.4 行业标准落后

根据煤层气标准体系框架研究结果,已出台的标准仅占计划总量的1/7,尚有大量标准需要加快制订。当前发布的标准多集中在煤层气资源勘探和钻采方面,煤层气地面集输、销售利用和安全环保等方面的标准还十分欠缺,企业只能参照天然气或煤气的标准开展相关业务,缺乏煤层气处理厂、压缩站、加气站等利用设施建设运营标准。标准的缺失导致许多企业限制开展煤层气开发利用项目。

3 发展建议

3.1 协调各方利益关系,实行“两条腿走路”

1) 协调好国家、企业、地方政府三者的利益关系。目前存在的煤层气矿区重叠现象或矿权之争,隐含着各级政府和企业之间的利益之争^[14]。地方财政仅得建设期3%的营业税,地方为煤层气产业创造良好发展环境,付出高昂代价,但收益甚微,投入和利益严重失衡。宜在国家主导下,合理利用经济手段,出台新的税费调节政策,适当平衡国家、地方、煤炭企业、煤层气企业之间的利益纷争,发挥各自优势,运用激励和约束手段,解决矿权问题。

2) 实行“两条腿走路”策略。根据中国煤层地质条件特点,走“两条腿走路”策略^[15],即煤矿区煤层气开发和煤矿区外(也称煤矿远景区)的地面煤层气开发,目标各有侧重,分类指导管理。①煤矿远景区开展煤层气地面大规模勘探开发。在煤矿远景区,开展煤层气地面大规模勘探开发,侧重能源开发,找到煤储层条件好、资源量丰富、产气量高的有利区块,以规模化长期稳定生产煤层气、以商业利益为目的,建成商业化煤层气生产基地,通过售气获得经济效益。②煤矿区(包括煤炭规划区、煤炭生产区和采空区)实行煤炭、煤层气矿区统一设置。在煤矿区,围绕煤炭生产规划和井下采矿工程进度,采取地面井抽采、井下钻孔抽采、采动卸压区地面或井下钻孔抽采等一切可采取的措施手段,先抽气后采煤,在采煤前快速有效降低煤层气和围岩中煤层气含量,实现煤层气抽采利用,保障煤矿安全高效生产,获得综合效益。建议在国家规划区和大型煤炭基地内设置煤层气矿业权时,实行煤炭、煤层气矿权统一设置制度,坚持开发主体一致,以便于统一规划,统筹开发。

3.2 提高补贴力度,缩短审批周期

1) 提高煤层气发电补贴。根据建立的评价模

型计算结果,在不考虑抽采成本情况下,对于中高浓度煤层气发电,0.25元/kWh的电价补贴基本能达到基准收益率的要求,但对于低浓度与极低浓度煤层气发电来讲,内部收益率远低于基准收益率。建议降低上网发电门槛,提高国家对低浓度与极低浓度煤层气发电项目电网电价补贴。建议低浓度煤层气发电项目电价补贴在0.34元/kWh以上,极低浓度煤层气发电项目电价补贴在0.42元/kWh以上。

2) 简化申报手续,缩短审批周期。目前,对于煤层气抽采企业实行增值税“先征后退”政策,需要先提出申请,再经各级财政部门层层审批,退税周期长,退税周期一般在18个月左右,建议缩短退税周期,缩短至3~6个月,提高企业资金的利用效率,增强财税政策对企业的鼓励效应。

3.3 加快标准制订,加大科技投入

1) 明确煤层气标准分工责任和时间表,加快标准制修订进度。政府及有关部门进一步完善煤层气标准体系框架,研究编制煤层气标准制定和修订规划,确定当前煤层气勘探开发、生产管理、输送利用和安全质量等方面的急需标准,分解落实到各标准化委员会,明确责任和时间表,加快标准制订进度,满足煤层气产业快速发展需要。

2) 高技术密集是煤矿区煤层气产业的典型技术特征,产业持续发展需要研发适应于不同煤层地质条件的前瞻性开发技术,以提高煤层气单井产量和矿井抽采率;需要在不同浓度煤层气利用技术特别是低浓度和极低浓度煤层气利用方面加大研发力度,以提高煤层气利用量和利用率。加强低含气量高丰度、深部、复杂地质条件下煤层气高效开采技术及装备、煤炭与煤层气协调共采技术、煤层气从抽采到利用各环节自动化计量、监测、网络信息技术和装备、煤层气开发利用技术经济评价技术等科技攻关。

参考文献:

- [1] 申宝宏,陈贵锋.煤矿区煤层气产业化开发战略研究[M].北京:中国石化出版社,2013:64-79.
- [2] 柳少波,宋岩,洪峰.中国非常规油气资源及开发前景[C]//2010年中国非常规天然气勘探开发技术进展.北京:石油工业出版社,2011:199-204.
- [3] 国家发展和改革委员会,国家能源局.煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划[EB/OL].(2011-12-31)[2014-05-23].http://www.nea.gov.cn/2011-12/31/c_131337364.htm.

(下转第52页)

- 净煤技术 2001, 7(1): 32-34.
- [4] 张现林, 刘建秋, 付翠彦, 等. 造纸黑液制备水煤浆添加剂的性能研究[J]. 洁净煤技术, 2009, 15(4): 87-90.
- [5] 邱学青, 周明松, 王卫星, 等. 不同分子质量木质素磺酸钠对煤粉分散作用研究[J]. 燃料化学学报, 2005, 33(2): 179-183.
- [6] 时留新, 杨益琴. 木质素磺酸盐类水煤浆添加剂的制备[J]. 林产化工通讯, 2004, 38(6): 30-33.
- [7] 郭培培, 苏华, 卫卫, 等. SAF及其与木质素磺酸钠复配分散剂的性能研究[J]. 应用化工, 2011, 40(10): 1689-1691.
- [8] 吴辉燃, 湛凡更, 钱磊磊. 碱抽提木质素制备磺化木质素的研究[J]. 造纸科学与技术, 2011, 30(5): 27-30.
- [9] 李凤起, 朱书全. 水煤浆添加剂改性木质素磺酸钠结构与性能的研究[J]. 煤炭学报, 2000, 25(4): 439-442.
- [10] 张小丽, 周益同, 高源, 等. 碱木质素羟基化改性的研究[J]. 现代化工, 2011, 31(S1): 194-196.
- [11] 刘晓萍, 王海燕. 臭氧氧化后麦草碱木质素磺化反应性能的研究[J]. 中国造纸学报, 2004, 19(2): 68-72.
- [12] 戴财胜, 杨红波. 复合型水煤浆添加剂的合成与性能研究[J]. 煤化工, 2008(1): 41-43.
- [13] 穆怀珍, 黄衍初, 杨问波, 等. 碱法蔗渣制浆黑液木质素磺化反应研究[J]. 环境化学, 2003, 22(4): 377-379.
- [14] 敖先权, 周素华, 曾祥钦. 木质素表面活性剂在水煤浆制备中的应用[J]. 煤炭转化, 2004, 27(3): 45-48.
- [15] 杨红波. 木质素制复合型水煤浆添加剂的研究[D]. 湘潭: 湖南科技大学, 2008.
- [16] 张延霖, 邱学青, 杨东杰. 木质素磺酸钠、改性木质素磺酸钠用作水煤浆添加剂在煤表面吸附膜厚度的测定[J]. 林产化学与工业, 2007, 27(4): 47-50.
- [17] 王国房. 碱木质素改性制备气化水煤浆添加剂[J]. 煤炭学报, 2013, 38(4): 688-693.
- [18] 李淑琴, 朱书全, 李凤起. 木钠接枝丙烯酸添加剂在水煤浆制备中的应用[J]. 煤炭加工与综合利用, 2001(2): 24-25.
- [19] 李凤起, 袁瑾, 辛宝玲. 接枝型木质素磺酸钠的制备和应用[J]. 化学工业与工程技术, 2002, 23(3): 1-2.
- [20] 宋军旺, 郭睿, 鹿凯, 等. DMDAAC/木质素磺酸钠接枝共聚物的制备及应用[J]. 纸和造纸, 2012, 31(7): 60-63.

(上接第23页)

内外此类技术的研究、工程实践具有较强的参考价值。同时, 经过试验、运行, 积累了相关的工程数据, 为后续同类设计提供了可借鉴的经验。

2) 随着烟气脱硝、脱硫、脱雾技术的发展, 进入CO₂捕集装置前的烟气参数可达到 $\rho(\text{NO}_x) < 100 \text{ mg/m}^3$ 、 $\rho(\text{SO}_2) < 100 \text{ mg/m}^3$ 、 $\rho(\text{粉尘}) < 20 \text{ mg/m}^3$, 较为纯净的烟气也能缓解目前对CO₂烟气捕集纯化装置造成困扰的腐蚀、能耗、稳定性的问题。

3) 目前, 正在筹划依托胜利发电厂三期600 MW机组的100万t/a CO₂捕集及利用工程的设计论证, 已完成了3种初步设计方案。本项目建成后, 将成为国内最大规模的捕集纯化燃煤烟气CO₂工程。项目拟建成50万~100万t/a CO₂捕集纯化与输送装置, 形成大型燃煤电厂烟气CO₂捕集纯化—

体化工程综合技术, 将为中国碳减排提供宝贵的工程技术经验。

参考文献:

- [1] 黄斌, 刘练波, 许世森, 等. 燃煤电站CO₂捕集与处理技术的现状与发展[J]. 电力设备, 2008, 9(5): 3-6.
- [2] 杨向平, 陆诗建. 回收烟气中CO₂用于强化采油技术进展及可行性分析[J]. 现代化工, 2009, 29(11): 24-27.
- [3] 王福勇, 王宏宇. 注CO₂提高原油采收率技术[J]. 国外石油地质, 1997(2): 56-61.
- [4] 彭松水. 胜利正理庄油田特低渗透油藏CO₂驱气窜规律研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(3): 147-149.
- [5] 刘炳成, 李聪, 张建, 等. 燃煤锅炉烟气CO₂捕集系统经济性分析[J]. 热力发电, 2012, 41(8): 9-11.
- [6] 张小刚, 张向涛, 华锦贵, 等. 燃煤电厂烟气CO₂捕集系统腐蚀原因及防护措施[J]. 热力发电, 2011, 40(12): 98-100.

(上接第27页)

- [4] 申宝宏, 刘见中, 赵路正. 煤矿区煤层气产业化发展现状与前景[J]. 煤炭科学技术, 2011, 39(1): 6-10.
- [5] 黄盛初, 刘文革, 赵国泉. 中国煤层气开发利用现状及发展趋势[J]. 中国煤炭, 2009, 35(1): 5-10.
- [6] 王魁军. 矿井瓦斯防治技术优选—瓦斯涌出量预测与抽放[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2008: 102-106.
- [7] 陈贵锋. 洁净煤技术产业发展机遇与挑战[J]. 中国能源, 2010, 32(4): 5-8.
- [8] 周娴, 姜凡, 吕元, 等. 煤矿通风瓦斯处理技术的比较和应用前景[J]. 洁净煤技术, 2009, 15(4): 91-94.
- [9] 高增丽, 高振强, 刘永启, 等. 矿井乏风瓦斯治理利用现状与发展[J]. 冶金能源, 2010, 29(5): 43-45.

- [10] UNEP DTU CDM/JI Pipeline Analysis and Database. CDM Pipeline Overview [EB/OL]. (2014-05-01) [2014-05-21]. <http://www.cdmpipeline.org>.
- [11] 刘文革. 中国煤矿区煤层气CDM项目的开发现状与潜力[J]. 中国能源, 2006, 28(8): 40-42.
- [12] 张子敏. 瓦斯地质学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2009: 9-42.
- [13] 秦勇, 袁亮, 胡千庭, 等. 我国煤层气勘探与开发技术现状及发展方向[J]. 煤炭科学技术, 2012, 40(10): 1-6.
- [14] 中国工程院. 我国煤层气开发利用战略研究[R]. 北京: 中国工程院, 2012: 15-18.
- [15] 张群. 关于中国煤矿区煤层气开发的战略思考[J]. 中国煤炭, 2007, 33(11): 9-11.